



**Universidad Nacional de Ingeniería
(UNI)
Facultad de Electrotecnia y Computación
(FEC)**

INGENIERIA ELÉCTRICA

Tesis Monográfica

**“PROPUESTA DE GUIA PARA EL DIAGNOSTICO DE GASES
DISUELTOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS
EN ACEITE DIELECTRICO, PARA LA EMPRESA NACIONAL DE
TRANSMISION ELECTRICA- MANAGUA”**

Autora:

- Br. Jenny Patricia Flores Busto 2009-29962

Tutor:

- Ing. Ramiro Arcia Lacayo.

Y también que todo hombre coma y realmente beba y vea el bien por todo su duro trabajo. Es el don de Dios.

- **ECLESIASTES 3:13**

Dedicatoria

A:

Mi Dios Jehová, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que he dado a lo largo de mi vida, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido soporte y compañía durante todo mi periodo de estudio.

Mis Padres, por darme la vida, quererme mucho, creer en mí y porque siempre me han apoyado en cada faceta de mi vida.

Mi Esposo **Byron Luis Buitrago Velásquez**. Que me ha acompañado en mi formación profesional y que hasta ahora sigue siendo mi apoyo incondicional.

Mi Tutor **Ing. Ramiro Arcia Lacayo**, por su gran apoyo y motivación para la culminación de mi estudio profesional y para la elaboración de esta tesis

Finalmente, **a los maestros**, aquellos que marcaron cada etapa de mi camino universitario, y que me ayudaron en asesoría y dudas presentadas en la elaboración de la tesis.

Resumen

El presente informe, se basa en el análisis de diferentes resultados obtenidos durante la prueba de gases disueltos a dos transformadores trifásicos, dicha prueba será realizada con dos medidores portátiles. Los cuales separan las muestras en sus distintos compuestos, detectando los gases claves o características en el aceite, los cuales contribuirán a identificar la presencia de una posible falla.

El capítulo 1, nos dará a conocer según la normativa de ensayo los fenómenos eléctricos y térmicos que producen la formación de gases en el aceite dieléctrico.

En el capítulo 2, se analizará el contenido de gases disueltos a través de cuatro técnicas de interpretación (las relaciones de Rogers, las relaciones de Doernenburg, método Gas clave y el triángulo de Duval), además de una serie de criterios de evaluación, los cuales proporcionaran un diagnóstico exacto del análisis de cromatógrafos y registros de tareas de mantenimientos, finalmente se realizara una evaluación de los resultados obtenidos y se presentaron las conclusiones.

El capítulo 3 nos permitirá tener una guía para el diagnóstico de las diferentes sustancias que componen los gases disueltos en el aceite extraído en los transformadores. Para ello se utilizarán dos medidores portátiles de gases disueltos “MORGAN SCHAFFER-MYRKOS” y el “Kelman-TRANSPORT X”. De acuerdo a la naturaleza de los gases disueltos en el aceite aislante, se podrá determinar la causa de la anomalía para prevenir y solucionarla antes que se convierta en una falla.

Finalmente se evaluará los resultados obtenidos mediante la conclusión de los objetivos propuestos en esta tesis, obteniendo los resultados de cuando y como deben realizarse las pruebas de diagnóstico a los transformadores sin importar los factores como su potencia, voltaje y marca.

Contenido

Dedicatoria.....	3
Resumen.....	4
INTRODUCCION.....	1
ANTECEDENTES.....	3
OBJETIVO GENERAL.....	4
OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	4
JUSTIFICACION	5
MARCO TEÓRICO.....	6
GENERALIDADES:.....	9
Factores que influyen en la degradación del sistema de aislamiento.	10
➤ La Humedad:	10
➤ El Oxígeno	11
➤ El Calor.....	12
CAPITULO 1: NORMATIVA DE ENSAYOS Y FENOMENOS QUE PRODUCEN LA FORMACION DE GASES EN EL ACEITE DIELECTRICO.....	14
1.1 Normativas en ensayos de color	15
1.2 Normativas en ensayos de análisis.....	17
1.3 Fenómenos eléctricos que conducen a la formación de gases.	18
1.3.1 Arco eléctrico:.....	18
1.3.2 Descargas parciales	18
1.4 Fenómenos térmicos que conducen a la formación de gases.	19
Temperatura de formación de gases	19
CAPITULO 2:Técnicas Para el Diagnostico de Gases Disueltos en Transformadores.	20
2.1Técnica de Doernenburg:	21
2.1.1 Térmico-Aceite:.....	22
2.1.2 Térmico-Celulosa:	22
2.1.3 Corona-Eléctrico:	23
2.1.4 Arco-Eléctrico:.....	23
2.3 Técnica de Gas Clave:	30
2.3.1 Descargas parciales (PD):.....	30
2.3.2 Descargas de baja energía (D1):	30
2.3.3 Descargas de alta energía (D2):	30

2.3.4 Defecto térmico $T < 300^{\circ}\text{C}$ (T1):.....	30
2.3.5 Defecto térmico $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$ (T2):	30
2.3.6 Defecto térmico $T > 700^{\circ}\text{C}$ (T3):	30
2.4 Triangulo Duval:.....	32
Método de la ANSI C57.106 e IEEE C 57.104	34
<i>CAPITULO 3:Guía para el Diagnostico de análisis de gases disueltos en transformadores</i>	<i>35</i>
3.1Instrumentos de Medición para el Análisis de Gases Disueltos.	36
3.1.1 “MORGAN SCHAFFER-MYRKOS”.....	36
3.1.2 Equipo: “Kelman-TRANSPORT X”	37
3.2Extracción de muestra del aceite dieléctrico.	38
3.2.1 Identificación	38
3.2.2 Toma de muestras	38
3.2.3 Método de muestreo.....	39
3.3 Estudio de Resultados de Análisis.....	40
3.3.1 Prueba 1 “Morgan Schaffer-Myrkos”	40
3.3.3 Prueba 2 “KELMAN - TRANSPORT X”	46
<i>CONCLUSIONES:.....</i>	<i>51</i>
<i>ANEXO.....</i>	<i>52</i>
<i>Bibliografía.....</i>	<i>58</i>

INTRODUCCION

El presente informe es con el propósito de determinar las causas que producen la formación de gases en el aceite y los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento de un transformador. Dado que la detección de ciertos gases generados es el primer indicador de un comportamiento anormal en el transformador en servicio, los cuales pueden llevar a que falle si no es corregido a tiempo por lo tanto es importante poder tener una interpretación correcta de las pruebas de gases generados.

Dado que durante años atrás se ha estado basando en la determinación de tan solo dos pruebas eléctricas básicas: resistencia de su aislamiento y medición de la rigidez dieléctrica de su aceite.

Sin embargo, se conoce ahora que existen más pruebas que se pueden realizar a este tipo de máquinas estáticas, como los son:

- Factor de potencia de parte activa
- Contenido de humedad
- Tensión interfacial
- Gravedad específica
- Factor de potencia del aceite
- Acidez dieléctrica, Rigidez dieléctrica
- Porcentaje de saturación
- Contenido de partículas metálicas en el aceite
- Karl Fisher
- contenido de poli cloruros bifenílicos (PCB)
- Vida remanente a través de análisis de furanos
- Análisis de gases disueltos
- Análisis de sulfuro
- Resistencia de aislamiento
- Resistencia óhmica
- Relación de transformación
- Prueba de barrido de respuesta según la frecuencia
- Pruebas de vacío y de cortocircuito
- Prueba de reactancia de cortocircuito

Todas las pruebas anteriormente mencionadas son de mucha importancia para obtener un diagnóstico más acertado del estado del transformador

Cabe destacar que la importancia de este estudio radica en que un transformador con un sistema de aislamiento en buenas condiciones, será capaz de mantenerse en buenas condiciones ante eventos o problemas como: sobre voltajes debido a maniobras o a descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, entre otros.

Por lo anterior se considerará durante la tesis, algunos fundamentos teóricos, los cuales se indican a continuación:

- Los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.
- Cuáles son las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador.
- Que significado tienen los resultados obtenidos en las pruebas de diagnósticos.
- Cuando deben realizarse las pruebas de diagnósticos.

ANTECEDENTES

El Refaccionamiento de transformadores de Potencia es un servicio muy importante en la industria eléctrica. Para entender mejor el funcionamiento e importancia de los transformadores de distribución se consultaron trabajos monográficos en la biblioteca de la Universidad Nacional de Ingeniería, publicaciones y proyectos relacionados con la refacción.

Los documentos publicados sobre el tema se clasifican a continuación:

ACADEMICO

Trabajo realizado por Marcia Maciel Morales, monografía realizada sobre el Refaccionamiento de transformadores en el politécnico LA SALLE (Morales 2014 UNI).

LOCAL

La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) ubicada en el departamento de Managua, es la encargada de garantizar el transporte de la energía desde las centrales de generación hasta los centros de distribución, cuenta con un servicio de mantenimiento a transformadores de potencia y distribución que consiste en el análisis comparativo y minucioso de los resultados de pruebas dieléctricas, eléctricas, químicas y térmicas en los transformadores mediante la aplicación de normas internacionales, permitiendo determinar el estado técnico del equipo. Su página en internet cuenta con un archivo pdf en el cual el servicio brindado, los equipos utilizados para las pruebas y los diferentes mantenimientos a los que son sometidos.

REGIONAL

Trabajo realizado por Flores Bustos, es un reporte de la visita realizada al taller de transformadores ENATREL- Managua, en el cual se describirá los requisitos de calidad y pruebas que deben de cumplir los transformadores de distribución.

Estos trabajos relacionados al tema se toman con el fin de obtener un mejor entendimiento acerca del trabajo a desarrollarse.

OBJETIVO GENERAL

- Proponer una guía que permita diagnosticar de forma más precisa verdaderas causas que producen la formación de gases en un transformador sumergido en aceite dieléctrico.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Aplicar mediante la prueba en un transformador los conceptos fundamentales de las normas IEEE PC57.104 TM/D3 con respecto a estándares ASTM D2945, ASTM 3305, ASTM D3612, ASTM D3613 y los beneficios de su implementación.
- Determinar cuándo deben realizarse las pruebas de diagnóstico e indicar que significado tienen los resultados obtenidos en dichas pruebas.
- Establecer cuáles son las actividades y procedimientos de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador y permitan conocer la concentración de los gases disueltos mediante las condiciones de “el total de gases combustibles disueltos en el aceite” (TGCD).
- Especificar los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.

JUSTIFICACION

La falta de conocimiento sobre cómo se producen gases disueltos en el aceite de un transformador es muy común en los estudiantes de ingeniería eléctrica debido a que no existe un documento donde se explique todo acerca del proceso. El requerimiento de nuevos conocimientos es muy importante para el desarrollo académico de un futuro ingeniero y esta guía ayudará a tener una mejor comprensión en cuanto a cómo se producen ciertos gases.

El estudio de porqué y como se producen gases disueltos se realizará exclusivamente en el taller de transformadores que se encuentra en ENATREL ubicado en el km 12 carretera nueva león; el motivo principal es que se cuenta con el acceso a sus instalaciones.

Entre los beneficios que aportará de manera personal este estudio es que se contará con un documento científico que pueda servirles a los docentes y estudiantes de la carrera de ingeniería eléctrica, en la Universidad Nacional de Ingeniería se imparte una clase de máquinas eléctricas en el cual esta información será muy útil para profundizar en el funcionamiento y la eficiencia de los transformadores.

MARCO TEÓRICO

El aceite dieléctrico se utiliza en general en equipos eléctricos y que exhibe propiedades dieléctricas, características y esenciales para oponerse al paso de la corriente eléctrica.

El aceite usado en los transformadores desempeña básicamente cuatro funciones:

- a. Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador,
- b. Proveer de refrigeración eficiente al transformador
- c. Prevenir la acumulación de lodo en el transformador
- d. Proveer al conjunto núcleo-bobinas del ataque químico

Conocer en teoría las propiedades del aceite dieléctrico es de suma importancia ya que un conocimiento detallado de cada elemento que lo compone se establece un mejor diagnostico cuando se trata de realizar un análisis en la prueba de gases disueltos.

Dichos componentes son los siguientes:

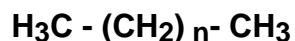
Composición Química: El aceite mineral es una fracción líquida de petróleo, dicho aceite se encuentra formado por compuestos de hidrocarburos y no-hidrocarburos.

1) Hidrocarburos

Los hidrocarburos son sustancias apolares dado que en estos el centro de gravedad y el centro electroquímico de sus moléculas coinciden en el mismo sitio y por tanto no conducen la corriente eléctrica, por ellos pueden usarse eficientemente para producir fluidos eléctricos

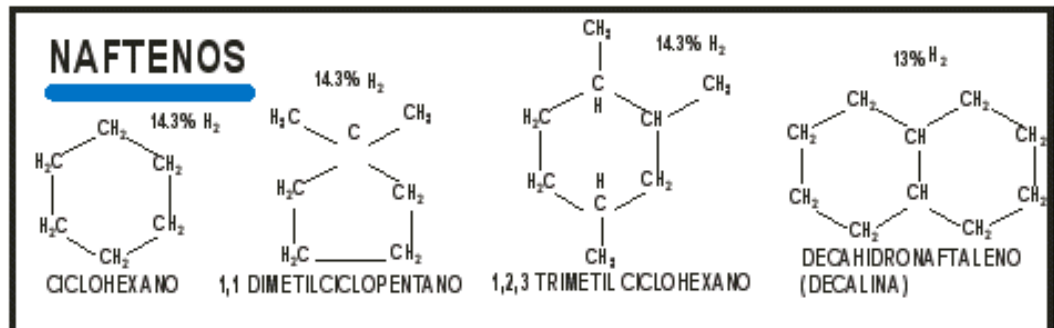
En la composición química de los hidrocarburos están presentes solo dos elementos: Hidrogeno (H) y carbono (C). Los compuestos de hidrocarburos son el mayor constituyente del aceite mineral y pueden ser divididos en tres grandes grupos:

a) Parafinicos: son generalmente considerados hidrocarburos saturados, caracterizados por una estructura de enlaces rectos.



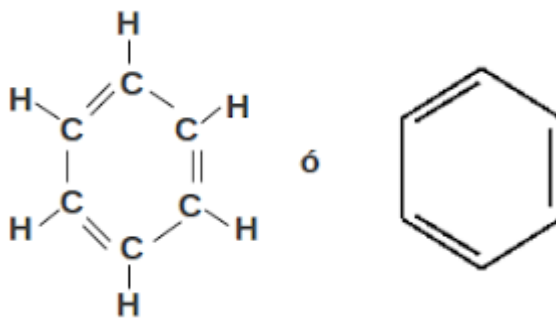
(Formula 1)

b) Cicloparafinicos o naftenicos: son clasificados como compuestos de enlace en forma de anillo. Los naftenicos pueden ser monocíclicos y bicíclicos.



(Formula 2)

c) Aromáticos o bencénicos: poseen uno o más anillos aromáticos, los cuales pueden ser unidos con anillos a cíclicos.



(Formula 3)

2) No-Hidrocarburos

El petróleo, del cual se deriva el aceite usado en transformadores, también contiene compuestos que no son hidrocarburos. Dichos compuestos presentan una estructura semejante a la de los hidrocarburos, con la salvedad de que los átomos de carbono son reemplazados por uno, dos, tres o más átomos de azufre, oxígeno o nitrógeno.

Los compuestos no-hidrocarburos en el aceite mineral pueden ser ácidos naftenicos, esteres, alcoholes, entre otros. Existen algunos factores químicos que son críticos para los aceites nuevos, dentro de los cuales podemos anotar:

1. Acidez (número de neutralización): Una baja acidez en un aceite mineral es necesaria para minimizar la conducción eléctrica, la corrosión de los metales y maximizar, la vida del sistema de aislamiento.
2. Formación de gas bajo arco.
3. Contenido de agua: Un aceite mineral con contenido de agua bajo es necesario para alcanzar una rigidez dieléctrica adecuada, maximizar la vida del sistema de aislamiento y minimizar la corrosión de los metales.

Composición Física: Algunas de las propiedades físicas de un aceite mineral incluyen:

- 1) Viscosidad: es considerada una medida de la resistencia del aceite a fluir. Este parámetro es controlado para asegurar una libre circulación en los transformadores y mecanismos, así como una adecuada transferencia de calor.
- 2) Gravedad específica: es la razón entre el peso de un volumen dado de una sustancia y el peso de un volumen igual de agua. Este parámetro es útil como ayuda para identificar tipos de aceites nuevos.
- 3) Tensión interfacial: un elevado valor de tensión interfacial en un aceite nuevo es indicativo de la ausencia de contaminantes polares indeseables, pero el mayor uso de la T.I está en la determinación del grado de deterioro y contaminación que posee un aceite en servicio.
- 4) Estabilidad de oxidación
- 5) Volatilidad.

Propiedades Eléctricas: Las principales propiedades eléctricas de un aceite nuevo incluyen.

- 1) Rigidez dieléctrica: es una medida de la habilidad que tiene el aceite a resistir esfuerzos eléctricos sin que se produzca el rompimiento del dieléctrico.
- 2) Rigidez de impulso: se mide la habilidad del aceite a resistir condiciones de voltaje transcientes (sobre voltajes debido a maniobras o a descargas eléctricas atmosféricas)
- 3) Permitividad relativa: es la relación entre la capacitancia de un material aislante medida por medio de una configuración de electrodos y la capacitancia de la misma configuración de electrodos con el aire (o vacío) como dieléctrico. La permitividad relativa es dependiente de la temperatura y la frecuencia de voltaje.

GENERALIDADES:

Factores que influyen en la degradación del sistema de aislamiento.

➤ La Humedad:

La humedad especialmente en presencia del oxígeno es extremadamente peligrosa para el aislamiento de un transformador. Cada vez que la cantidad de humedad en el transformador aumenta el doble, la vida del aislamiento se reduce a la mitad.

El agua puede estar presente en el aceite de un transformador en las siguientes formas:

- a) De forma disuelta
- b) En forma de una emulsión agua/aceite
- c) En estado libre en el fondo del tanque
- d) En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar)

Cuando el transformador es energizado, el agua comienza a migrar a la parte del transformador que es más fría y que presenta el mayor esfuerzo eléctrico. Este lugar es normalmente el aislamiento del tercio inferior del devanado

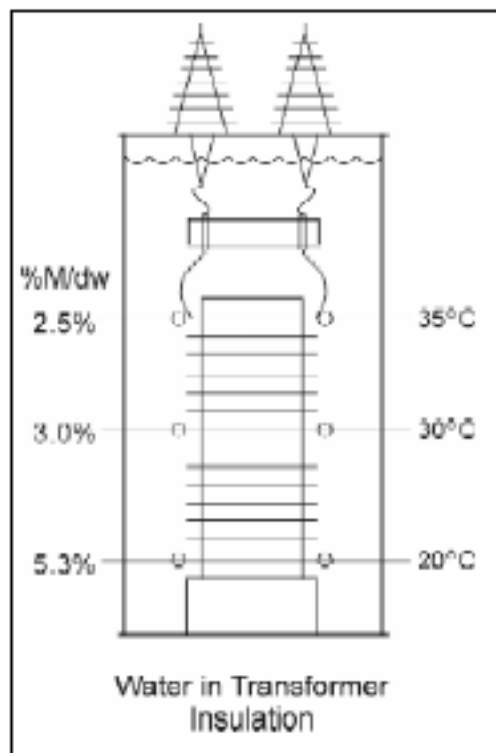


Figura 1. Distribución del agua en el aislamiento de un transformador (Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, 2005)

El aislamiento sólido tiene mayor afinidad por el agua que el aceite, la distribución del agua en el transformador será desigual, es decir que en el aislamiento sólido habrá mucha más agua que en el aceite. La temperatura es un factor muy importante en la distribución del agua entre el aislamiento sólido y el aceite.

Temperatura ° C	Agua en el aceite	Agua en el papel
20	1	3000 veces lo que hay en el aceite
40	1	1000 veces lo que hay en el aceite
60	1	300 veces lo que hay en el aceite

Tabla 1 (Forestieri, 2004)

La cantidad de humedad que puede estar disuelta en el aceite se incrementa rápidamente con la temperatura, es decir, a medida que la temperatura del aceite se eleva la cantidad de humedad que puede ser disuelta en él también se incrementa.

La cantidad de agua en un transformador puede estar dada en: porcentaje de humedad por peso seco (% M/DW), en porcentaje de saturación (es el porcentaje del agua que hay en el aceite en relación con la cantidad de agua que el aceite puede disolver) y en partes por millón (ppm) (la mayoría de las veces la cantidad de agua que posee un transformador es proporcionada por los laboratorios que realizan análisis de gases disueltos).

Cuando la humedad en un transformador alcanza valores de 2% M/DW se debe planificar el secado del transformador, no se debe permitir que la humedad alcance valores superiores a 2.5% M/DW del papel o 30% de saturación del aceite, ya que con valores de esa magnitud se estaría reduciendo en gran medida la vida útil del aislamiento. **(Ver Figura 1)**

➤ El Oxígeno

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador incluso si el llenado del transformador fue en vacío.

Se dice que un aceite dieléctrico se encuentra deteriorado si presenta oxidación, la oxidación del aceite comienza cuando el oxígeno presente en el transformador se combina con las impurezas de hidrocarburos inestables existentes en el aceite bajo el efecto catalítico de los otros materiales presentes en el transformador.



Figura 2. Oxidación del Aceite (Forestieri, 2004)

➤ **El Calor**

Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de que tan seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la despolimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO₂, CO).

Si se sobrecarga un transformador con temperaturas superiores a los 140°C en el punto más caliente, se formarán burbujas de gas, la misma que disminuye la rigidez dieléctrica del aislamiento.

En la figura 3 se puede ver el núcleo de un transformador con la etapa final de la oxidación, es decir la formación de lodo.

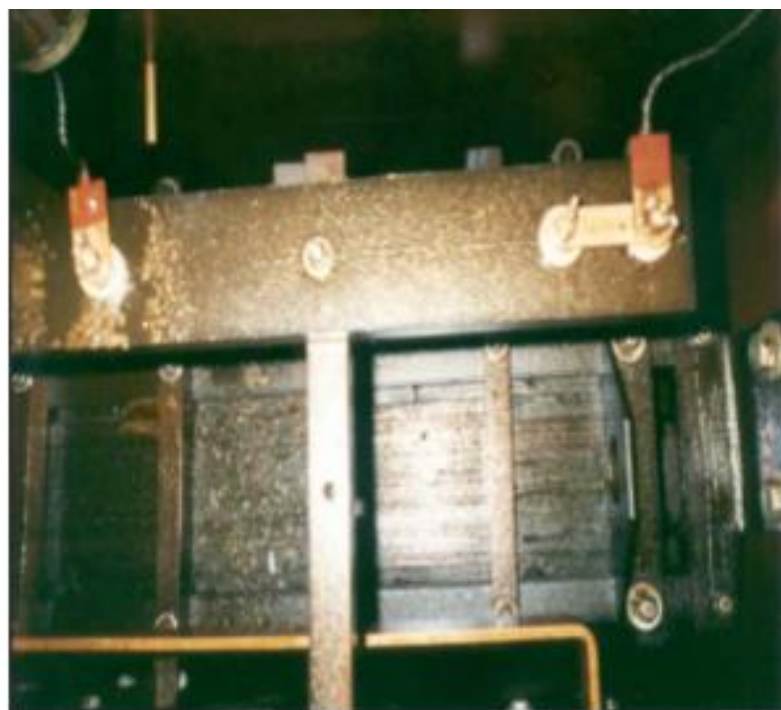


Figura3. Nucleo con Lodo. (Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, 2005)

Como se dijo anteriormente al aumentar la temperatura la tasa de oxidación del aislamiento se incrementa y la cantidad de humedad que puede absorber el aceite también se incrementa.

En resumen, la tabla 2 nos muestra el papel que desempeña los tres factores analizados en el deterioro del sistema de aislamiento de un transformador en aceite.

Aislamiento	“Archí enemigos”	Acelerador
Aceite	Oxidación y Humedad	Calor
Celulosa	Calor y Humedad	Oxidación

Tabla 2 (Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, 2005)

CAPITULO 1: NORMATIVA DE ENSAYOS Y FENOMENOS QUE PRODUCEN LA FORMACION DE GASES EN EL ACEITE DIELECTRICO

Las pruebas a las que se somete el aceite tiene la finalidad de determinar las siguientes condiciones anormales:

- Humedad dentro del transformador
- Grado de contaminación del aceite
- Degradación del papel
- Puntos calientes
- Descargas parciales o arcos internos
- Efecto corona
- Sobrecalentamiento del papel
- Sobrecalentamiento del aceite

1.1 Normativas en ensayos de color

El color y la apariencia del aceite no tienen una relación fundamental y directa con su calidad, la observación de ambas características nos puede indicar el grado de refinación, e inclusive la naturaleza aproximada de los hidrocarburos que están presentes en su composición.

El color de los aceites dieléctricos nuevos va generalmente del amarillo claro al amarillo verdoso, a partir de lo cual puede ser utilizado para darnos una idea de su composición. Si el color es amarillo claro, los hidrocarburos contenidos en el aceite podrían ser fundamentalmente isoparafínicos. Cuando muestra tonalidades verdosas o amarillo verdosas, es posible que se trate de un aceite básicamente naftenico. En cambio, si su color tiende a ser rojizo, el aceite pudiera contener cantidades considerables de hidrocarburos aromáticos.

El contenido de impurezas tiende a modificar substancialmente el color y la apariencia del aceite dieléctrico:

- El alto contenido de agua le da al aceite una turbidez que varía con la proporción de dicha impureza en el mismo.
- El contenido de pequeñas cantidades de hidrocarburos parafínicos normales también puede impartir una cierta turbidez a los aceites.
- Es también posible que el aceite contenga partículas sólidas (insolubles) en suspensión, lo cual puede ser comprobado solo cuando el producto es claro y brillante. Si no existen esas partículas se dice que el aceite está “libre de sólidos suspendidos”.

Una pequeña cantidad de contaminación con compuestos solubles en el aceite de color intenso puede cambiar drásticamente el color original del producto. Tal es lo que sucede cuando el aceite dieléctrico se degrada durante su uso en los transformadores de potencia. De esa degradación se producen compuestos oxigenados de los hidrocarburos menos estables presentes en el aceite y su polimerización conduce a los llamados “lodos de transformador”. Cuyo color marrón oscuro o negro contribuye a oscurecer considerablemente el color original del aceite.

Por lo general cuando se realiza la prueba de apariencia visual de un aceite dieléctrico se reporta el resultado como “claro y brillante”, el termino claro, en este caso, significa transparente y no se refiere a que el producto sea color agua o semejante al agua. En cambio, el término brillante significa que en el aceite no se observa ningún indicio de turbidez. Un aceite que ha sido catalogado como claro y brillante sugiere que está libre de contaminaciones solubles o insolubles.

Ahora bien, para determinar si la turbidez de un aceite dieléctrico se debe a su alto contenido de agua en suspensión, basta con calentarlo en un recipiente metálico y observar si se produce un chisporroteo. En caso positivo, la turbidez se debe a la presencia de agua. En caso contrario, es debido a la presencia de cristales de parafina. La presencia de partículas sólidas en suspensión en el aceite (incluidos los cristales de parafina) debe ser siempre considerada una contaminación severa y en tales condiciones el aceite no debe ser utilizado en transformadores o conmutadores eléctricos de alta potencia. En todo caso y dependiendo de la naturaleza de las partículas, el aceite debe filtrarse antes de que pueda ser utilizado en transformadores de fuerza.

De los expuestos hasta ahora podemos deducir que el color del aceite dieléctrico nuevo puede ser tomado como un indicio de los hidrocarburos que mayormente se encuentran en su composición.

Por otra parte, las pruebas de color en un aceite usado son más reveladoras, ya que los resultados pueden indicarnos cuando el aceite está o no degradado. En efecto, por cuanto los contaminantes más frecuentes de un aceite dieléctrico son los llamados “lodos del transformador”, cuando deja de ser transparente a la luz y su color es marrón oscuro o negro, ello es una indicación de que su uso puede representar un gran riesgo para la seguridad del transformador.

En este caso no cabe otro camino que cambiarlo por aceite nuevo, previo lavado del equipo. En este sentido, vale la pena observar que la velocidad con la cual un aceite dieléctrico se vuelve cada vez más oscuro, es una indicación de la tasa de degradación del mismo.

1.2 Normativas en ensayos de análisis.

El contenido de gases es definido como el volumen de gas disuelto por cada 100 volúmenes de aceite, a presión normal. En equipos inmersos en aceite, un bajo contenido de gas, reduce la formación de espuma y la cantidad de oxígeno, incrementando la vida útil del aceite

Los gases generados en los equipos son el resultado de la degradación de las estructuras del aceite dieléctrico y de la celulosa presente en los devanados, que se utiliza como aislante en los puntos energizados.

Un aumento del contenido de determinados gases, puede indicar; sobrecalentamientos, fallas térmicas, arcos y descargas parciales de baja y alta energía. El análisis de los gases disueltos en el aceite (AGD) se realiza mediante cromatografía de gases con un equipo llamado “Cromatógrafo de Gases”.

Es un método efectivo para el control previo al mantenimiento que se ha constituido en una herramienta poderosa a la hora de monitorear el estado en que se encuentra el transformador, sin necesidad de sacarlo de operación, por lo que ha pasado a ser la herramienta más importante dentro del mantenimiento preventivo periódico.

La “cromatografía Gaseosa”, es un método de análisis que permite identificar, separar y cuantificar los componentes de una mezcla de compuestos químicos. Para la realización del AGD, el sistema de detección está formado por dos analizadores:

1. Detector de ionización por llama (DIF), que analiza los hidrocarburos.
2. Detector de conductividad térmica (DCT), que analiza los gases inorgánicos, excepto el CO y CO₂, los cuales son convertidos catalíticamente en Metano y analizados en el DIF.
3. Método de espectroscopia (transport X)

Con los resultados del análisis es necesario realizar un análisis multifactorial, después de lo cual se toma una determinación, que puede ser una posible discusión con el fabricante, sacar de servicio el equipo para intervenirlo o efectuar solo una inspección interna, etc.

Si esto último no se considera necesario, se señalan los intervalos de tiempo para nuevos AGD y se continúa la investigación

Los gases disueltos que pueden ser identificados son:

Hidrogeno-H ₂	Propano – C ₃ H ₈
Oxigeno- O ₂	Propileno – C ₃ H ₆
Nitrogeno-N ₂	Acetileno –C ₂ H ₂
Monóxido de carbono – CO	Etileno- C ₂ H ₄
Dióxido de carbono – CO ₂	Etano- C ₂ H ₆
Metano – CH ₄	

La descomposición de aislamiento de celulosa empieza a aproximadamente 100 °C o menos.

Gases que se forman por la degradación de papel y el Aceite		
Por la degradación del papel	CO	Monóxido de Carbono
	CO ₂	Dióxido de Carbono
Por la degradación del Aceite	H ₂	Hidrogeno
	CH ₄	Metano
	C ₂ H ₆	Etano
	C ₂ H ₄	Etileno
	C ₂ H ₂	Acetileno

Tabla 3 (Areu, Agosto, 2016)

1.3 Fenómenos eléctricos que conducen a la formación de gases.

1.3.1 Arco eléctrico: produce principalmente Hidrogeno y Acetileno, aunque pueden presentarse algunas pequeñas cantidades de otros gases.

1.3.2 Descargas parciales: Producen Hidrogeno, Metano, Monóxido y Dióxido de carbono, sin desprendimiento de acetileno.

1.4 Fenómenos térmicos que conducen a la formación de gases.

Puntos calientes, falso contacto, fatiga del material, sobrecalentamiento por sobre corrientes. Los tipos de hidrocarburos desprendidos por estos fenómenos, varían con la temperatura:

La descomposición que ocurre a temperatura normal de funcionamiento, produce principalmente Hidrogeno y Metano. Temperaturas superiores ya se deben a puntos calientes. El principal gas producido por puntos calientes de baja temperatura es el CH₄ (Metano) pero al elevarse la misma, aparecen cantidades crecientes de C₂H₆ (Etano) C₂H₄ (Etileno) y otros.

Temperatura de formación de gases

Los gases, en el aceite empiezan a formarse temperaturas específicas.

- Eventos de baja energía como descargas parciales o corona son suficientes para producir Hidrogeno.
- El Hidrogeno y el Metano empiezan a formarse en pequeñas cantidades alrededor de los 150 °C.
- Entre 200 °C y 300 °C, la producción de Metano excede al Hidrogeno.
- El Etano empieza a producirse entre 500 °C y 700 °C. Solo pueden producirse cantidades mayores de acetileno a temperatura superiores de 700 °C, por arcos internos.
- A aproximadamente 275 °C y por encima, la producción del Etano excede al Metano.
- A aproximadamente 450 °C, la producción de Hidrogeno excede todas las otras hasta aproximadamente 750 °C, a partir de esta temperatura se produce más Acetileno.

CAPITULO 2: Técnicas Para el Diagnostico de Gases Disueltos en Transformadores.

.

Cuando el aceite mineral aislante se sobrecalienta a temperatura hasta de 500 °C, se liberarán los siguientes vapores de hidrocarburos:

- Etileno
- Etano
- Metano

Otros productos que se liberan por debajo de 500°C con alguna presencia de oxígeno son:

- Dióxido de carbono (400°C)
- Agua (200°C)

Se utilizarán varias técnicas para la interpretación de gases disueltos las cuales son a continuación:

2.1 Técnica de Doernenburg:

En 1970, Doernenburg propone una técnica para diferenciar el origen térmico o eléctrico de las averías; esta se basa en las cuatro relaciones entre concentraciones de gases.

$R1 = CH_4 / H_2$ (Formula 4)

$R2 = C_2H_2 / C_2H_4$ (Formula 5)

$R3 = C_2H_2 / CH_4$ (Formulas 6)

$R4 = C_2H_6 / C_2H_2$ (Formulas 7)

En dónde:

CH₄: Metano

H₂: Hidrogeno

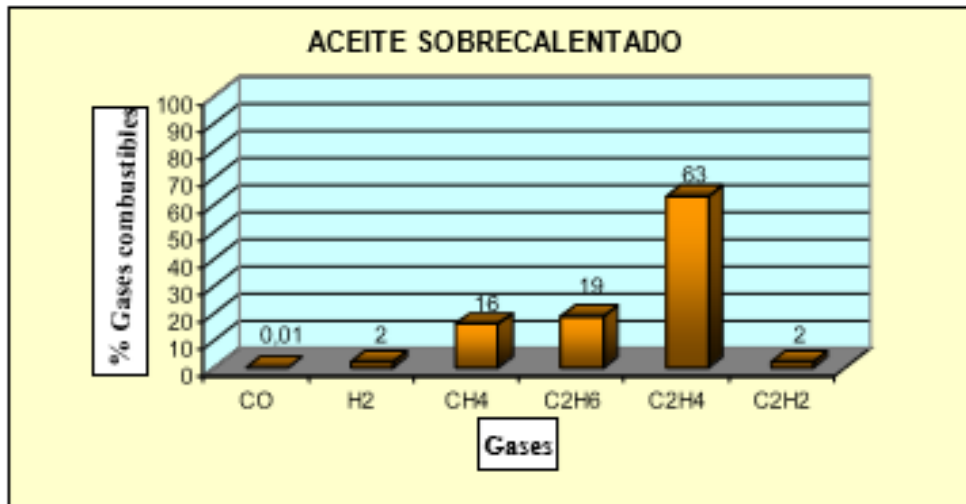
C₂H₂: Acetileno

C₂H₄: Etileno

C₂H₆: Etano

Si las relaciones anteriores alcanzan ciertos valores se puede decir que el transformador posee alguna falla o algunas fallas. Este método no proporciona un diagnostico 100% seguro, simplemente es otra herramienta más para analizar problemas en los transformadores.

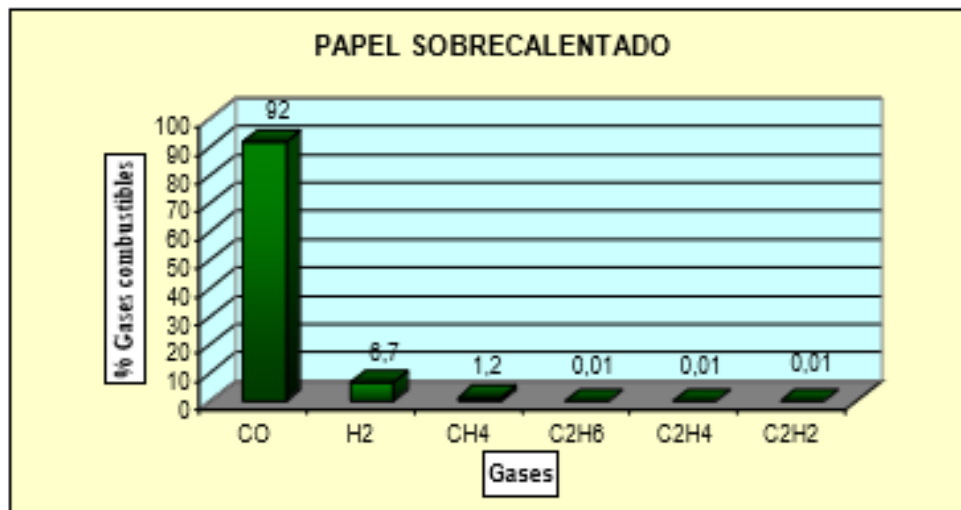
2.1.1 Térmico-Aceite: productos de la descomposición incluyen etileno y Metano, junto con cantidades menores de hidrogeno y etano. Rastros de acetileno pueden encontrarse si la falla es severa.



GAS PRINCIPAL-ETILENO

Grafica 1 (Forestieri, 2004)

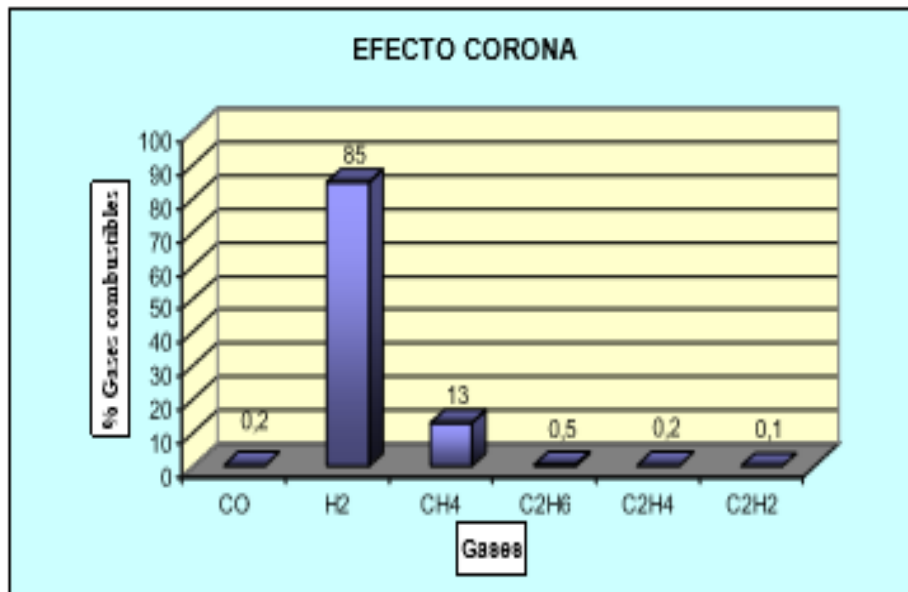
2.1.2 Térmico-Celulosa: Grande cantidades de dióxido de carbonó y monóxido de carbono son generadas debido al sobrecalentamiento de la celulosa. Se formarán gases como el metano y en el etileno si la falla involucra parte de la celulosa impregnada de aceite.



GAS PRINCIPAL- MONOXIDO DE CARBONO

Grafica 2 (Forestieri, 2004)

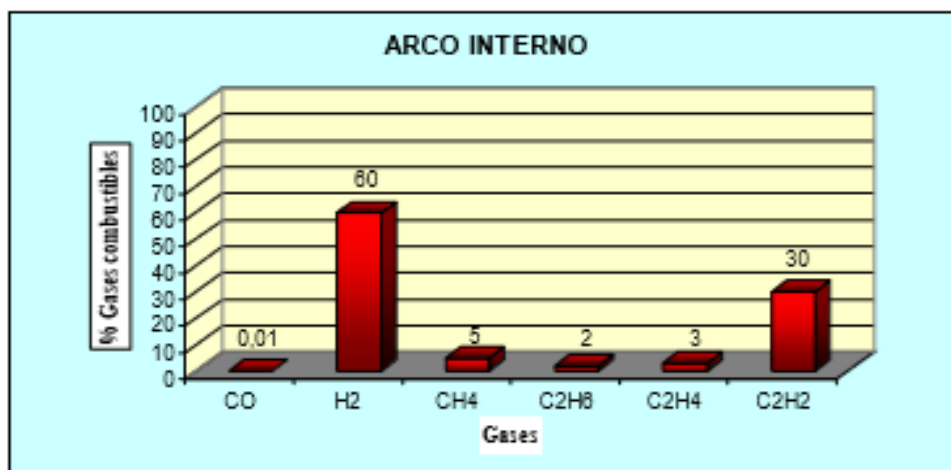
2.1.3 Corona-Eléctrico: Descargas eléctricas de baja energía producen hidrogeno y metano, con cantidades pequeñas de etano y etileno. Cantidades comparables de dióxido de carbono y monóxido de carbono pueden resultar si la celulosa está involucrada.



GAS PRINCIPAL- HIDROGENO

Grafica 3 (Forestieri, 2004)

2.1.4 Arco-Eléctrico: Grandes cantidades de hidrogeno y acetileno son producidas, con cantidades menores de metano y etileno. Cantidades de dióxido de carbono y monóxido de carbono pueden formarse si la celulosa está involucrada. El aceite puede estar carbonizado.



GAS PRINCIPAL- ACETILENO

Grafico 4 (Forestieri, 2004)

Pasos a seguir para un Diagnostico según el Método de Doernenburg:

- 1- Las concentraciones de los gases son obtenidas por medio de cromatografía.
- 2- Si por lo menos una de las concentraciones de los gases (en ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede en el doble a los valores limites L1 (tabla 4), la unidad de la que se tomó la muestra es considerada con falla; se tiene que determinar la validez de las relaciones.
- 3- Determinar la validez de las relaciones: si por lo menos uno de los gases en cada relación R1, R2, R3 o R4 excede los límites L1 (tabla 4), la relación es válida, de otra manera las relaciones no son significantes: se tomará otra muestra de la unidad y se investigará por métodos alternos.
- 4- Asumiendo que las relaciones resultaron significantes, se comparara cada relación con los valores de la tabla 5, en el orden R1, R2, R3 y R4.
- 5- Si todas las relaciones caen dentro de los rangos para un tipo de falla dada (**Ver Tabla 5**), el diagnostico sugerido es válido.

Gas Característico	Concentraciones L1 (ppm)
Hidrogeno (H ₂)	100
Metano (CH ₄)	120
Monóxido de Carbono (CO)	350
Acetileno (C ₂ H ₂)	35
Etileno (C ₂ H ₄)	50
Etano (C ₂ H ₆)	65

Tabla 4.Concentración de los gases disueltos (Forestieri, 2004)

	Relacion1 (R1) CH ₄ /H ₂		Relacion2 (R2) C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄		Relacion3 (R3) C ₂ H ₂ /CH ₄		Relacion4 (R4) C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	
	Extraído desde		Extraído desde		Extraído desde		Extraído desde	
Diagnostico de Falla Sugerido	Aceite	Espacio de gas	Aceite	Espacio de gas	Aceite	Espacio de gas	Aceite	Espacio de gas
1- Descomposición térmica	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
2- Corona (descarga parcial de baja intensidad)	<0.1	<0.01	No es significante	No es significante	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
3- Arco (descarga parcial de alta intensidad)	>0.1 y <1.0	>0.01 y <0.1	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

Tabla 5. (Forestieri, 2004)

2.2 Técnica de Relaciones de Rogers:

Que son:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}, \frac{CH_4, C_2H_4}{H_2, C_2H_6}$$

(Fórmula 8)

El método de las relaciones de Rogers sigue el mismo procedimiento general dado para el método de las relaciones de Doernenburg, excepto que en vez de utilizar cuatro relaciones solo se utilizan tres R1, R2 y la relación C2H4/C2H6 a la que llamaremos R5. La tabla 7 da los valores de las relaciones R1, R2 y R5 para los correspondientes diagnósticos sugeridos.

Es importante tomar en cuenta que el método de las relaciones de Rogers y el método de las relaciones de Doernenburg, ***no son herramientas para detectar fallas en transformadores, pero si son herramientas para analizar qué tipo de falla está presente en un transformador.***

La IEEE hace dos recomendaciones sobre el uso de ambos métodos. La primera recomendación sugiere que para que el diagnostico en base al método de las relaciones de Doernenburg sea válido los niveles de las concentraciones de los gases deben ser significantes.

La segunda recomendación sugiere que se use el método de Rogers siempre y cuando las concentraciones de los gases excedan los niveles normales **(Ver tabla 6).**

Estado del transformador	Límites de concentración de los gases característicos disueltos (ppm)							
	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	TGCD
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabla 6. “Concentraciones de gases disueltos” (Areu, Agosto, 2016)

Dentro de los métodos de las relaciones de Doernenburg o de Rogers no existe la relación CO_2/CO , sin embargo, esta relación es muy útil para determinar si alguna falla en el transformador está afectando al aislamiento de la celulosa.

Valores menores a 3 en dicha relación son indicativos de que el papel está involucrado en una falla de tipo eléctrico (arco o chisporroteo), conjuntamente con algo de carbonización del papel. Valores normales de la relación CO_2/CO están alrededor de 7. Valores mayores a 10 generalmente son indicativos de una falla de tipo térmico que involucra al papel.

Hay que tener precaución al emplear esta relación, ya que solo será válida si el CO_2 proviene del interior del transformador y no a causa de la degradación propia del papel debido al envejecimiento o por fugas en el transformador o contaminación de la muestra a analizar.

Caso	Relación1 (R1) $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	Relación2 (R2) CH_4/H_2	Relación5 (R5) $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	Diagnóstico de falla sugerido
0	<0.1	>0.1 y <1.0	<1.0	Unidad normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Corona-descarga parcial de baja intensidad
2	0.1-0.3	0.1-1.0	>3.0	Arco-descarga parcial de alta energía
3	<0.1	>0.1 y <1.0	1.0-3.0	Falla térmica de baja temperatura
4	<0.1	>1.0	1.0-3.0	Falla térmica < 700° C
5	<0.1	>1.0	>0.3	Falla térmica > 700° C

Tabla 7 (Areu, Agosto, 2016)

Además, la relación solo tendrá sentido si ambos gases están presentes en cantidades significantes. Si se sospecha una degradación excesiva del papel es recomendable solicitar un análisis de furanos en el siguiente AGD.

En la **tabla 8** se muestra algunos de los problemas que pueden producirse en un transformador junto con los gases característicos generados internamente.

Gases Característicos	Fallas posibles	Posibles síntomas
H ₂ rastros de CH ₄ y C ₂ H ₆ posible presencia de CO	Descarga parcial (Corona)	Debilitamiento del aislamiento debido al envejecimiento y a los esfuerzos eléctricos
H ₂ , CH ₄ (algo de CO si el aislamiento de celulosa está involucrado) Posible presencia de rastros de C ₂ H ₆	Descarga de baja energía (chisporroteado), (posible existencia de descargas estáticas)	Pinchazos en la celulosa con restos de carbón. Posible existencia de partículas de carbón en el aceite, posible pérdida de campo posible mal aterrizaje de los objetos metálicos
Existencias de H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ y el gas característico del arco C ₂ H ₂ tal vez en elevadas concentraciones. Si se está generando C ₂ H ₂ el arco todavía está presente. El CO estará presente si el aislamiento de celulosa es sobrecalentado	Descarga de alta energía (Arco)	Fusión del metal. Mal contacto en el cambiador de tap o en las conexiones internas. Debilitamiento del aislamiento debido al envejecimiento y a los esfuerzos eléctricos. Aceite carbonizado. Destrucción del papel si este es sobrecalentado o se encuentra en la trayectoria del arco eléctrico
H ₂ , CO	Falla térmica con temperaturas menor a los 300° C Cercanas al aislamiento de celulosa (El papel está siendo sobrecalentado)	Descolocación del papel, sobrecarga y/o problemas con el sistema de ventilación. Mal contacto en el cambiador de tap o en las conexiones internas. Corrientes y/o flujos magnéticos circulantes.
H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , CO	Falla térmica entre 300°C y 700°C	Aislamiento de celulosa destruido, Aceite sumamente carbonizado.
Todos los gases anteriores y el acetileno en elevadas concentraciones	Arco eléctrico produciendo temperaturas de 700° C y superiores	Lo mismo que lo anterior, pero con descolocación del metal. El arco eléctrico pudo haber causado una falla térmica.

Tabla 8 (Areu, Agosto, 2016)

2.3 Técnica de Gas Clave:

Según la IEC 599 existen seis tipos de defectos característicos:

2.3.1 Descargas parciales (PD): Son descargas en cavidades llenas de gases como consecuencia de una impregnación incompleta, alta humedad en el papel, sobresaturación del aceite que conduce a formación de cera.

2.3.2 Descargas de baja energía (D1): Chispas o arcos entre malas conexiones a potenciales diferentes o a potencial flotante, en anillos estáticos, toroides, discos o conductores adyacentes de devanados, soldaduras defectuosas o lazos cerrados en el núcleo.

2.3.3 Descargas de alta energía (D2): Con tornamientos, formación de caminos conductores o arcos de alta energía local o de potencia. Cortocircuitos entre baja tensión y tierra, conectores, devanados, bornas y tanque, barras de cobre y tanque, devanados y núcleo, en conductos de aceite. Lazos cerrados entre dos conductores adyacentes alrededor del flujo magnético principal, pernos aislados del núcleo, anillos de apriete de las columnas del núcleo.

2.3.4 Defecto térmico $T < 300^{\circ}\text{C}$ (T1): Sobrecarga del transformador en situaciones de emergencia. Objeto bloqueado que restringe el flujo de aceite en los devanados. Flujo de dispersión en las piezas de la culata.

2.3.5 Defecto térmico $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$ (T2): Contactos defectuosos en conexiones atornilladas (particularmente entre barras de aluminio), contactos deslizantes, contactos del interior del selector, conexiones entre el cable y la varilla pasante del terminal. Corrientes circulatorias entre piezas de apriete y chapa magnética, puestas a tierra, soldaduras o sujeciones defectuosas de las pantallas magnéticas. Roturas en el aislamiento de conductores en paralelos adyacentes de los devanados.

2.3.6 Defecto térmico $T > 700^{\circ}\text{C}$ (T3): Fuertes corrientes circulatorias entre tanque y núcleo. Pequeñas corrientes en las paredes de los tanques originadas por un campo magnético muy descompensado. Corrientes parasitas en las juntas de las chapas magnéticas del núcleo.

Relación entre fallas en el aceite, papel y electrolisis de agua y los gases fundamentales producidos por estas.

Fallas en el Aceite	Gases claves
Arco eléctrico	Acetileno (C ₂ H ₂)
Descargas parciales	Hidrogeno (H ₂), Metano (CH ₄)
Sobrecalentamiento	Etileno (C ₂ H ₄)

Fallas en el papel	Gases claves
Descargas parciales	Hidrogeno, Monóxido de carbono (CO), Dióxido de carbono
Electrolisis de agua	Hidrogeno (H ₂)

Tabla 9 (Areu, Agosto, 2016)

Ejemplo de la aplicación de esta norma al caso de un transformador

Gases	Cromatografía (ppm)	Valores Permisibles
H ₂ (Hidrogeno)	238	50-100 (E)
CH ₄ (Metano)	1099	30-150 (E)
C ₂ H ₆ (Etano)	850	20-90 (E)
C ₂ H ₄ (Etileno)	2623	60-280 (E)
C ₂ H ₂ (Acetileno)	23	2-20 (E)
CO (Monóxido de carbono)	499	400-600
CO ₂ (Dióxido de carbono)	6394	3800- 14000
TDGC (Total de gases combustibles)	5340	
(E) Excede		

Tabla 10 (Areu, Agosto, 2016)

Como puede observarse la comparación (**ver tabla 10**) los valores típicos indican que todos los gases excepto el CO y el CO₂ exceden los valores límites permisibles.

Calculando las relaciones indicadas en esta norma se tiene los siguientes resultados:

$$R3 \Rightarrow \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = 0.0088 < 0.1 \quad (\text{Ver Formula 6})$$

$$R1 \Rightarrow \frac{CH_4}{H_2} = 4.6 > 1 \quad (\text{Ver Formula 4})$$

$$\frac{C_2H_4}{C_2H_6} = 3.06 = (1 - 4) \quad (\text{Formula 9})$$

Defecto Caracteristico	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Defecto termico 300°C < T < 700°C (T2)	<0.1	>1	1-4

Tabla 11 (Areu, Agosto, 2016)

Estos valores sitúan la falla típica en la condición T2 (**Ver tabla 12**), de acuerdo a **la tabla 7**, de las tres relaciones. Es decir que estamos en presencia de una falla térmica de entre 300°C y 700° C.

2.4 Triangulo Duval:

Este método se basa en la utilización de tres gases: Metano (CH₄), Etileno (C₂H₄) y Acetileno (C₂H₂) que caracterizan los incrementos de energía en el desarrollo de la falla. Permite visualizar en el triángulo la evolución de la falla respecto al tiempo.

El triángulo equilátero y cada lado están relacionados con el % de CH₄, C₂H₄ y C₂H₂. Respecto a la suma de las concentraciones de estos gases.

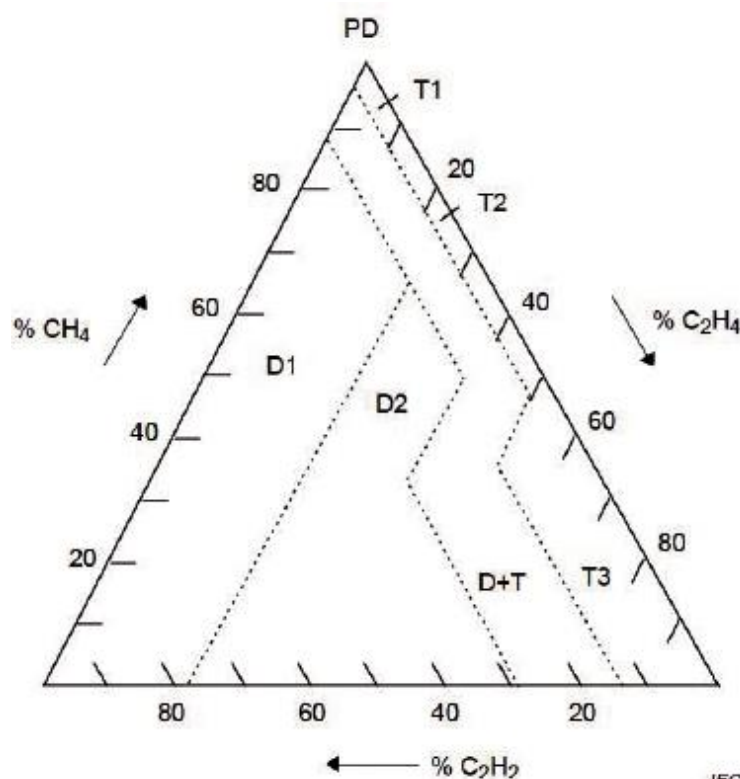


Grafico 5. Triangulo Duval (Areu, Agosto, 2016)

El triángulo tiene definidas las seis fallas típicas definidas por la IEC 599 y le adiciona una más denominada DT que es una mezcla de falla térmica y eléctrica y a cada una corresponde una zona del triángulo. Las fallas estipuladas son:

Abreviatura de la falla probable	Descripción de la falla
PD	Descargas Parciales
D1	Descargas de Baja energía
D2	Descargas de Alta energía
T1	Falla térmica $T < 300^{\circ}\text{C}$
T2	Falla térmica $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$
T3	Falla térmica $T > 700^{\circ}\text{C}$
DT	Falla térmica y eléctrica

Tabla 12 (Areu, Agosto, 2016)

Como este método no utiliza en sus análisis, en el caso de las PD donde se genera gran cantidad H₂, el método basa su análisis en la formación CH₄ que se forma también, aunque en proporciones menores a la H₂.

Método de la ANSI C57.106 e IEEE C 57.104

Plantear un método de interpretación útil para casos en los que no se tienen análisis anteriores del aceite del transformador. Se trabaja directamente con las concentraciones de los gases presentes. Si estas están cercanas o exceden a los valores máximos de las normas, se utilizará un análisis adicional al transformador.

Se establece el diagnóstico por concentración de los gases en ppm y por el “total de gases combustibles disueltos” (TDGC).

Concentración límite de gas según la IEEE C 57.104 y ANSI C 57.106

Gas	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
H ₂ (ppm)	100	101-700	701-1800	>1800
CH ₄ (ppm)	120	121-400	401-1000	>1000
C ₂ H ₆ (ppm)	65	66-100	101-150	>150
C ₂ H ₄ (ppm)	50	51-100	101-200	>200
C ₂ H ₂ (ppm)	35	36-50	51-80	>80
CO (ppm)	350	351-570	571-1400	>1400
CO ₂ (ppm)	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
TDGC (ppm)	720	721-1920	1921-4630	>4630

La tabla asume que no se han realizado pruebas previas de AGD o que no existen reportes recientes. Si existen análisis previos, deben ser revisados para determinar si la situación es estable o inestable.

Con los resultados de esta tabla debe consultarse la tabla siguiente para tomar las acciones adecuadas.

Generalmente existen variaciones en el análisis de gases entre laboratorio. Esto debe ser considerado cuando se tienen análisis de diferentes laboratorios.

Acciones según IEEE C 57.104 y ANSI C 57.106

Condición	Razón TDCG (ppm/día)	Intervalo de muestreo	Procedimiento de operación
-----------	-------------------------	--------------------------	-------------------------------

Tabla 13 (Areu, Agosto, 2016)

CAPITULO 3: Guía para el Diagnostico de análisis de gases disueltos en transformadores

3.1 Instrumentos de Medición para el Análisis de Gases Disueltos.

3.1.1 “MORGAN SCHAFFER-MYRKOS”.



Figura 4 (SCHAFFER, 2019)

Principio de Funcionamiento

El MicroGC Portátil para AGD, Myrkos, mide por separado los siete gases más significativos de fallas hasta en 120 segundos. Además, el instrumento mide ambos componentes del aire (Oxígeno y Nitrógeno), utilizando un equipo O₂/N₂ especialmente diseñado.

MYRKOS es un cromatografo portátil de Micro Gas, que puede medir por separado los siete gases de falla que se encuentran en el aceite de un transformador cuando se está desarrollando un problema. De manera adicional, MYRKOS también mide los dos componentes del aire: Oxígeno y Nitrógeno.

MYRKOS se utiliza con la jeringa de prueba de agitación (shake test®) de Morgan schaffer para analizar las muestras de aceite hasta en dos minutos; el equipo utiliza el software PPMreport®, un software para el control y la administración de bases de datos, también maneja siete tipos de aceite, cada uno con su conjunto de coeficientes de solubilidad propios, proporcionando, por lo tanto, mediciones de gas en el aceite con la mayor precisión y exactitud.

3.1.2 Equipo: “Kelman-TRANSPORT X”



Figura 5 (KELMAN, 2019)

Principio de Funcionamiento

“El TRANSPORT X” usa una tecnología de medida infrarroja par proporcionar resultados exactos y confiables en cuestión de minutos, Minimiza el riesgo de contaminación entre análisis. El software de diagnóstico interno ayuda a traducir los datos por millón (ppm) en información valiosa empleando reglas estándares de interpretación AGD, por ejemplo: Triangulo de Duval, análisis de gases claves, etc.

- Tiene un rango de detección amplio con excelente exactitud para los siete gases de fallas típicos.
- El equipo mide el contenido de humedad en el aceite. La concentración de agua puede ser expresada en partes por millón o saturación relativa.
- No requiere gases de calibración o de arrastre.

Especificaciones Técnicas

PARAMETRO (compuesto)	VALOR (rango de medida)
Hidrogeno (H_2)	5 - 5,000 ppm
Monóxido de Carbono (CO)	1 - 50,000 ppm
Dióxido de Carbono (CO_2)	2 - 50,000 ppm
Metano (CH_4)	1 - 50,000 ppm
Acetileno (C_2H_2)	0.5 - 50,000 ppm
Etano (C_2H_6)	1 - 50,000 ppm
Etileno (C_2H_4)	1 - 50,000 ppm
Agua (H_2O)	0 - 100% humedad relativa
(Nota: Muestra de gases del Buchholz el LDB es 100 ppm para todos los gases. Exactitud es $\pm 30\%$ para todos los gases.)	
Exactitud Humedad en Aceite	± 3 ppm
Exactitud Medida **	$\pm 5\%$ o ± 2 ppm (el que resulte mayor)
** Exactitud mostrada es la exactitud de los detectores durante la calibración.	

Figura 6 (KELMAN, 2019)

3.2 Extracción de muestra del aceite dieléctrico.

Durante la extracción de la muestra del aceite es preciso tener en cuenta lo siguientes datos:

3.2.1 Identificación

Identificar una muestra es proveerla de todos los datos necesarios del transformador para garantizar una información correcta.

Los datos que deben aparecer en la identificación son:

- Procedencia (subestación y su ubicación, denominación dentro de la misma.
- Datos de la chapa del transformador (n° de serie, marca, procedencia, , capacidad, nivel de voltaje, fecha de fabricación, y puesta en servicio , tipo de enfriamiento)
- Fecha de extracción
- Características del aceite (si es nuevo o en explotación, tipo de aceite y tiempo de uso si se conoce).
- Temperatura del aceite en el momento del muestreo. Se toma la temperatura del fondo del tanque del equipo, lo más cerca posible de la toma muestras.

3.2.2 Toma de muestras

El procedimiento para el muestreo esta descrito en las normas IEC 567 y D-3613, sus aspectos generales son los siguientes:

- Se deberá tomar las muestras cuando el transformador se encuentre en condiciones normales de funcionamiento. Esto es importante si se quiere seguir la evolución de la formación de gases.
- Parte del oxígeno disuelto en el aceite de la muestra se puede consumir por oxidación. esta acción se puede retardar si se mantiene la muestra al abrigo de la luz.

Aunque existen varios métodos de muestreo, el más generalizado es utilizando herméticas:

- si no se ha tomado muestra de aceite para análisis fisicoquímico, procederá a limpiar la válvula de salida y purgar alrededor de 2 litros de aceite.
- Se endulzara al menos 2 veces la jeringuilla y luego se tomara la muestra lentamente cuidando que no se formen burbujas, ni entre aire en la jeringuilla. En caso de que no pueda evitarse la entrada de aire, el mismo debe purgarse inmediatamente, eliminando todas las burbujas de la jeringuilla. Luego se hermetizara la muestra cerrando la válvula de la misma.(Ver figura 7).

3.2.3 Método de muestreo

El método de muestreo más aceptado es el que se realiza con jeringas especiales provistas de una válvula que impide la salida de entrada de gases. La muestra debe trasladarse al laboratorio lo más rápidamente posible asegurando la estanqueidad del recipiente y el análisis inmediato de su contenido.



Figura 7. Extracción de Muestra con jeringas de doble vía (Fuente Propia).

3.3 Estudio de Resultados de Análisis

3.3.1 Prueba 1 “Morgan Schaffer - Myrkos”

➤ Datos de Medición

En el taller de transformadores se realizó la prueba de análisis de gases disueltos al siguiente transformador, utilizando el equipo: Morgan shaffer-Myrkos, La Figura 8 muestra los datos del transformador 1 al cual se le extrajo la muestra.

ABB TRANSFORMADOR PEDESTAL RADIAL

"ESTE EQUIPO NO CONTIENE PCBS (MENOS DE 2 PPM) AL MOMENTO DE LA FABRICACIÓN"

PROYECTO INGENIO MONTELMAR O.C. --- TAG ---

No. SERIE 1LCB374418 NORMA ANSI FRECUENCIA [Hz] 60

PROYECTO ABB --- FECHA FAB. 2017 FASES 3

DISEÑO 01P00300033607 ALTITUD [m] 1000 CONEXIÓN YNd1

VOLUMEN ACEITE [l] 2728

DIMENSIÓN TOTAL APROX. [m]

LARGO	ANCHO	ALTO
2.42	2.36	2.57

TIPO DE ACEITE: MINERAL TIPO II

PESOS APROXIMADOS [kg]

PARTE ACTIVA	3571
TANQUE Y ACCESORIOS	2318
ACEITE	2358
PESO TOTAL	8067
CON ACEITE	8067
SIN ACEITE	5709
PESO DE TRANSPORTE	8067

ELEVACIÓN DE TEMPERATURA [°C]

SUPERIOR ACEITE	65
PROMEDIO DEVANADOS	65
HOT SPOT DEVANADOS	80
TEMP AMBIENTE MÁX.	40

PRESIONES MÁXIMAS [psi]

POSITIVA	10
NEGATIVA	5
SOPORTADA POR TANQUE	14.5

TENSIÓN [kV]

AT 24.9/14.4

BT 13.8

POTENCIA NOMINAL

ENFRIAMIENTO [kVA]

ONAN@65 3000

NIVEL DE AISLAMIENTO [kV]

DEVANADO PRIM	150
DEVANADO SEC	95

IMPEDAN. @65°C [%] 6.00 CORRIENTE CC. [kA] 1.04

MATERIAL DEVANADOS AL/AL DURACIÓN CC. [s] 2.00

SECCIONADOR BAJO CARGA 2 POSICIONES

COMUTADOR DE DERIVACIONES MANIOBRAS ÚNICAMENTE SIN TENSION

Diagrama de conexiones: H0, H1, H2, H3, X1, X2, X3

TERMINALES	CONEXIÓN	COMUTADOR		TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	
		POS	CONEX		ONAN@65	
H0-H1-H2-H3	H2 H1 X0 H3	1.A	1-2	26145	66.2	
		2.B	2-3	25523	67.9	
		3.C	3-4	24900	69.6	
		4.D	4-5	24278	71.3	
		5.E	5-6	23655	73.2	
X1-X2-X3	X1 X2 X3			13800	125.5	

FABRICADO POR ABB COLOMBIA

01P00300033607

Figura 8. Placa del transformador 1 del cual se extrajo la muestra (Fuente Propia)

➤ Datos de Resultados de Análisis de Gases

Se procedió a realizar la prueba de análisis de gases disueltos ala muestra de aceite extraída al transformador 1, la Figura 9 muestra los resultados obtenidos por el equipo Morgan-Schaffer.

MS MORGAN[®] SCHAFER Análisis de gas de falla de transformador

Resultados	
Muestra	
ID de equipo: green power	Número de serie: 1LCB374418
Tipo de aparato: TRN	Punto de muestreo: VLINF
Designación: principal	ID de jeringa: 1
Muestreado por: Julio Perez	Fecha de muestreo: 2018/04/16
T° de aceite: 48 °C	Presión del tanque: 0 psig
Comentario: Tipo de aceite: ASTM D3612	
Archivos de análisis	
Método: 20180416 Daily Method.prm	
Calgas: 20180416131354 Calibration.prs	
Aire: 20180416131940 Air.prs	
Aceite: 20180416132706 Oil.prs	
Calgas O2N2: 20180416131354 Calibration.prs	
Aire O2N2: 20180416131940 Air.prs	
Aceite O2N2:	
Identificación de análisis	
Analizado por: Francisco Mejia	
Datos adquiridos: 2018/04/16	
ID de instrumento: 11201005	
Versión: PPMreport 3.5.0	
Resultado de la medidas	
H2 (Hidrógeno)	0 ppm
CH4 (Metano)	358 ppm
CO (Monóxido de Carbono)	87 ppm
CO2 (Bióxido de Carbono)	177 ppm
C2H4 (Etileno)	536 ppm
C2H6 (Etano)	28 ppm
C2H2 (Acetileno)	1820 ppm
O2 (Oxígeno)	- ppm
N2 (Nitrógeno)	- ppm
TDG:	- %
TDCG:	0.28 %
THCG (O2N2):	- %
THCG (Presión):	0.33 %

Figura 9. Resultados del equipo Morgan Schaffer- Myrkos del transformador 1(Fuente Propia)

Tomando en cuenta el resultado de la cromatografía del equipo se procederá a utilizar las distintas técnicas para la interpretación del diagnóstico, las cuales nos ayudaran a conocer los diferentes resultados obtenidos utilizando las diferentes técnicas, las cuales son las siguientes:

○ **Técnica de Doernenburg:** Como las concentraciones CH₄, C₂H₂, C₂H₄ exceden el doble a los valores límites L1 (**ver tabla 4**), el transformador del cual se tomó la muestra es considerada con falla; se tiene que determinar la validez de las relaciones.

Utilizando las concentraciones de los gases se procede a realizar el siguiente cálculo de relación.

$$R1 = CH_4 / H_2 = 0 \quad \text{(Formula 4)}$$

$$R2 = C_2H_2 / C_2H_4 = 3.395 \quad \text{(Formula 5)}$$

$$R3 = C_2H_2 / CH_4 = 5.083 \quad \text{(Formulas 6)}$$

$$R4 = C_2H_6 / C_2H_2 = 0.015 \quad \text{(Formulas 7)}$$

Comparando los resultados obtenidos con los cálculos de relación y Si todas las relaciones caen dentro de los rangos para un tipo de falla dada (**Ver Tabla 5**), el diagnostico sugerido es válido.

$$R2 = C_2H_2 / C_2H_4 = 3.395 \quad \text{Arco (descarga parcial de alta intensidad)}$$

$$R3 = C_2H_2 / CH_4 = 5.083 \quad \text{Arco (descarga parcial de alta intensidad)}$$

$$R4 = C_2H_6 / C_2H_2 = 0.015 \quad \text{Arco (descarga parcial de alta intensidad)}$$

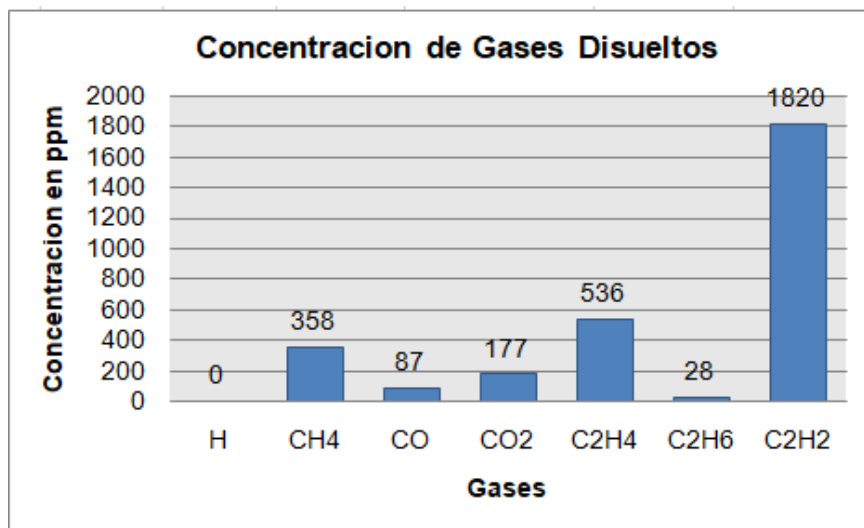
○ **Técnica de Rogers:** Los límites de concentración de los gases característicos disueltos (ppm) se encuentra en el estado 3 del transformador el cual indica: **un alto nivel de descomposición en el aislamiento de la celulosa y/o aceite. (ver tabla 6).**

Análisis de Gases Disueltos

Gas	Simbología	Concentración ppm
Hidrogeno	H	0
Metano	CH ₄	358
Monóxido de Carbono	CO	87
Dióxido de Carbono	CO ₂	177
Etileno	C ₂ H ₄	536
Etano	C ₂ H ₆	28
Acetileno	C ₂ H ₂	1820
TDGC		2829

Tabla 14. (Fuente propia)

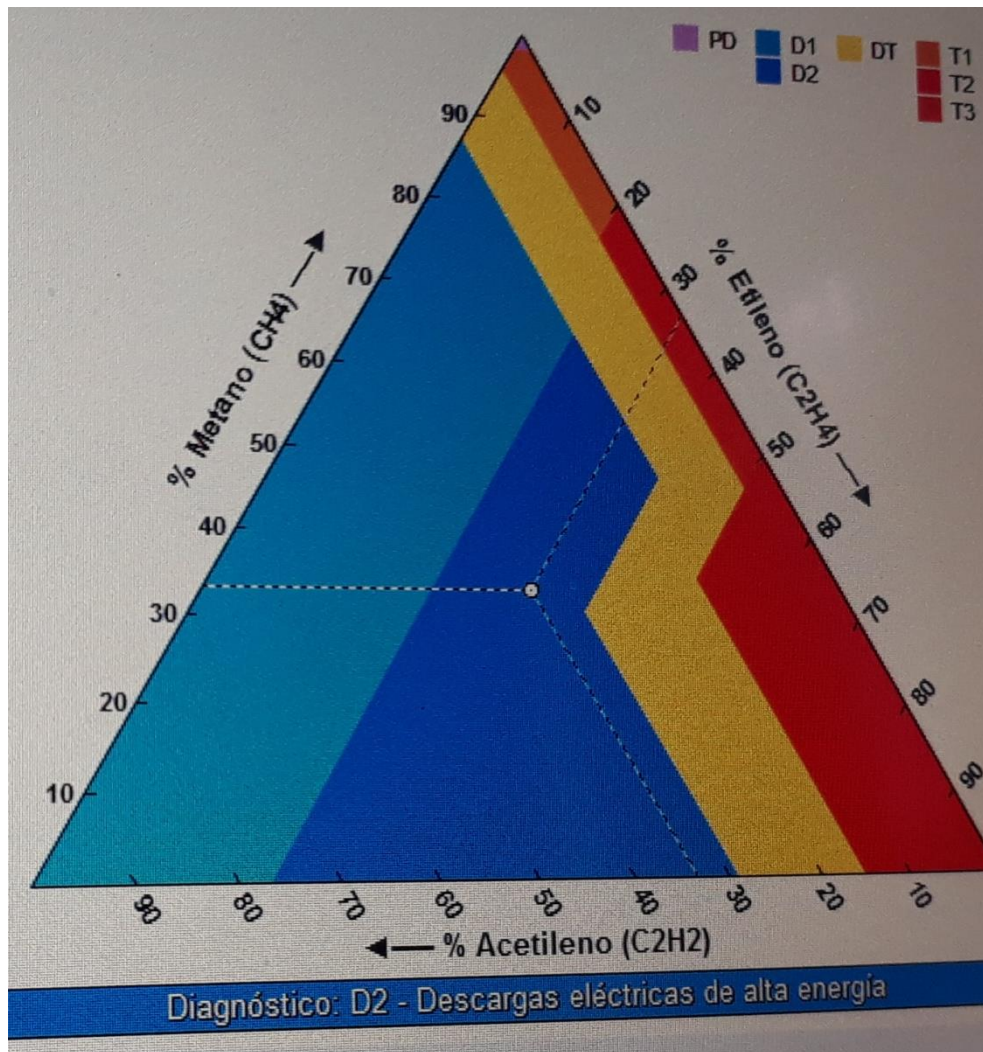
- **Técnica de Gases Claves: Acetileno**, El menos deseable. Por lo general indica arco eléctrico en el aceite.



Grafica 5. (Fuente propia)

- **Triangulo Duval**: El equipo Morgan Schaffer nos muestra el diagnostico por medio de la gráfica del triángulo duval, con el cual podemos obtener el siguiente resultado:

Descargas de alta energía (D2): Contornamientos, formación de caminos conductores o arcos de alta energía local o de potencia. Cortocircuitos entre baja tensión y tierra, conectores, devanados, bornas y tanque, barras de cobre y tanque, devanados y núcleo, en conductos de aceite. Lazos cerrados entre dos conductores adyacentes alrededor del flujo magnético principal, pernos aislados del núcleo, anillo de apriete de la columnas del núcleo.



Grafica 6. (Fuente propia del equipo Morgan-Schaffer, AGCD)

○ Contenido de Gases disueltos:

Después de evaluar las concentraciones individuales y totales de los gases combustibles medidos y compararla con los valores establecidos por la Norma ANSI C57.106, se determina que el transformador se encuentra operando bajo condición III, sin embargo el análisis individual de los gases combustibles muestran una concentración alarmante de acetileno, el cual es indicativo de presencia de arcos eléctricos con temperaturas mayores a los 700°C.

- **Inspección de la parte Activa:** Durante la inspección de la parte activa del transformador se logró observar lo siguiente:
 1. Perforación del aislamiento que recubre al conductor de la derivación de la fase 2 hasta el fusible, con presencia de carbonización.
 2. Indicios de arco eléctrico en diferentes partes de los porta fusibles.
 3. Aceite dieléctrico con alta presencia de carbón.
 4. No se detectó flojedad en los puntos de conexión de la parte activa
- **Resultado del Diagnostico:** Después de evaluar los resultados obtenidos en los diferentes ensayos realizados al transformador, se puede concluir que este se encuentra operando bajo condiciones anormales, por ende no se encuentra en óptimas condiciones para su energización. Se considera que los arcos eléctricos fueron generados por una falla de aislamiento en la espaguetización al momento de su fabricación, esto deberá ser reafirmado con una inspección más detallada de la parte activa.
- **Recomendaciones:**

Se recomienda realizar una revisión más detallada de la parte activa que permita determinar las causas que originaron los arcos eléctricos.



Figura 10. Ruptura y Carbonización del papel Aislante (Fuente Propia)

3.3.3 Prueba 2 “KELMAN - TRANSPORT X”

➤ Datos de Medición

En el taller de transformadores se realizó la prueba de análisis de gases disueltos a un segundo transformador, utilizando el equipo “transport X”. La Figura 10 muestra los datos del transformador 2 del cual se extrajo la muestra.

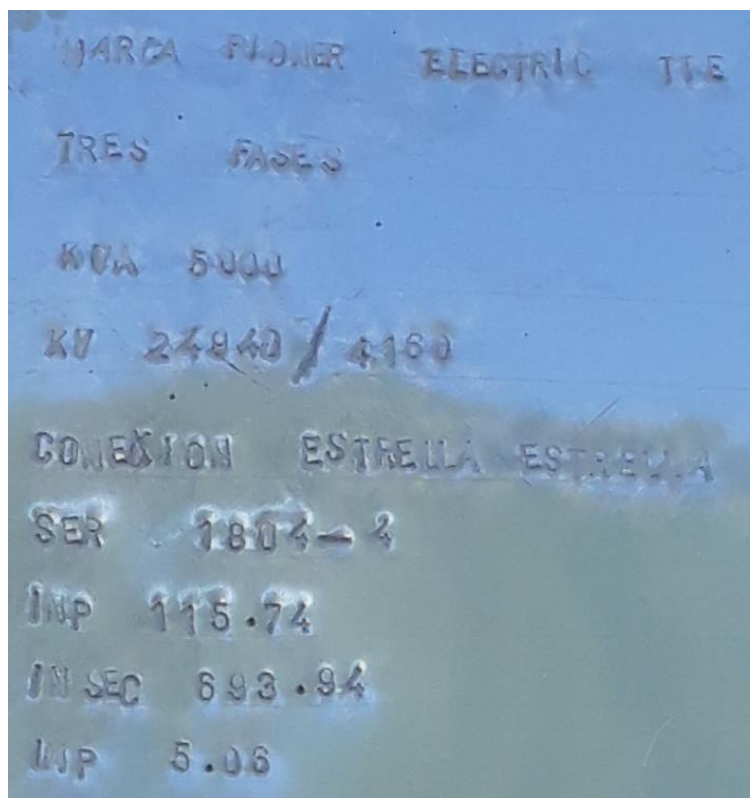


Figura 10. Datos de placa del transformador 2 del cual se extrajo la muestra (Fuente Propia)

➤ Datos de Resultados de Análisis de Gases

En el taller de transformadores se procedió a realizar la prueba de análisis de gases disueltos al transformador 2, la Figura 11 muestra los resultados obtenidos por el equipo “Transport X”.

Resultados			Tipo:
Hidrógeno	H ₂	6	Transformador
Agua	H ₂ O	17	Identificación del Equipo:
Dióxido de Carbono	CO ₂	217	1804-4
Monóxido de Carbono	CO	12	Localización:
Etileno	C ₂ H ₄	2	Mina Limon
Etano	C ₂ H ₆	3	Punto de Muestreo de Aceite:
Metano	CH ₄	3	ABAJO
Acetileno	C ₂ H ₂	<0.5	Fecha:
-----			27 nov 18
GCDT		26	
% SR de aceite		25.2%	

Figura 11. Resultados obtenidos del "Transport X" (Fuente Propia)

○ Contenido de Gases disueltos:

Después de evaluar las concentraciones individuales y totales de los gases combustibles y compararla con los valores establecidos por la Norma ANSI C57.106, se determina que el transformador se encuentra bajo condición I, estado normal de operación, por lo que se descarta cualquier condición anormal obtenida por los métodos evaluados.

○ Resultado del Diagnostico:

Después de evaluar los resultados obtenidos en los diferentes ensayos realizados al transformador, se puede concluir que este se encuentra bajo condiciones normales. El análisis de estas muestras de aceite no revela valores significativos en el volumen de gases combustibles. Los resultados descartan cualquier condición anormal obtenida por los métodos evaluados.

A continuación se mostraran varias técnicas de reglas estándares de interpretación Análisis de Gases Disueltos, las cuales son obtenidas por el software del "Transport X":

Utilizando las concentraciones de los gases, el equipo procede a realizar por si solo el resultado según las técnicas de cada diagnostico de gases disueltos en el transformador 2, en el cual cada grafica describe por sí misma el resultado obtenido.

- Técnica de Gas Clave:

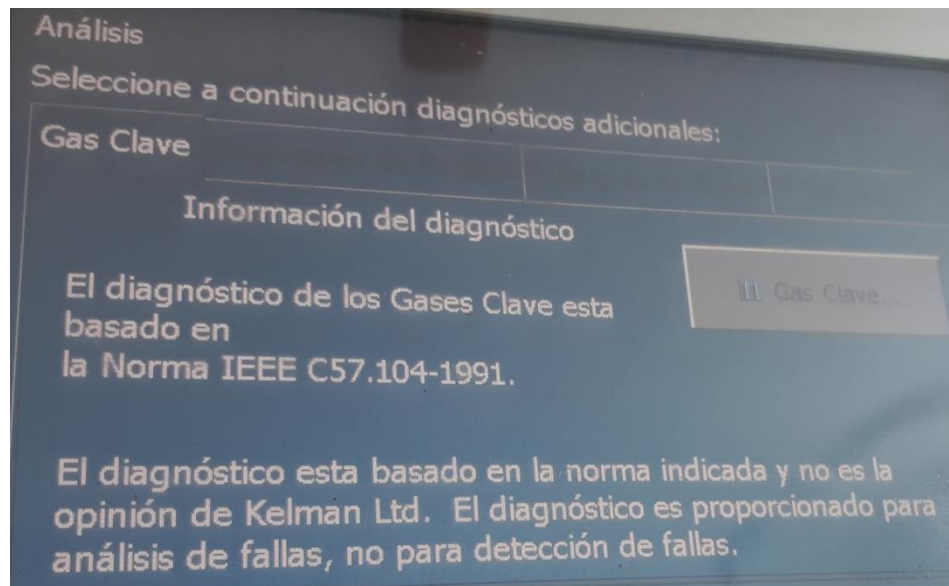


Figura 12. (Fuente Propia)

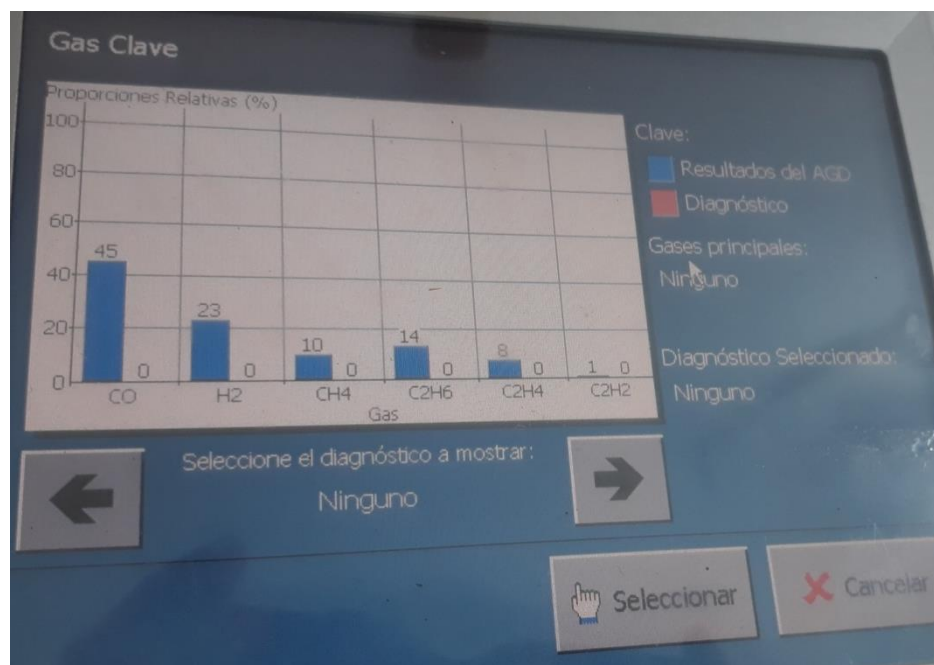


Figura 13. (Fuente Propia)

- Técnica de Rogers:

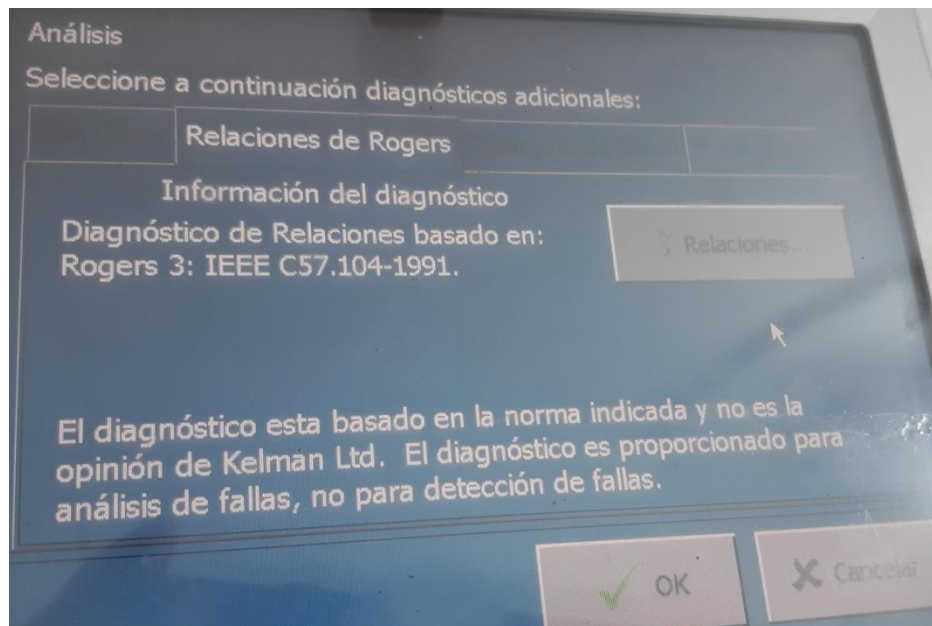


Figura 14. (Fuente Propia)

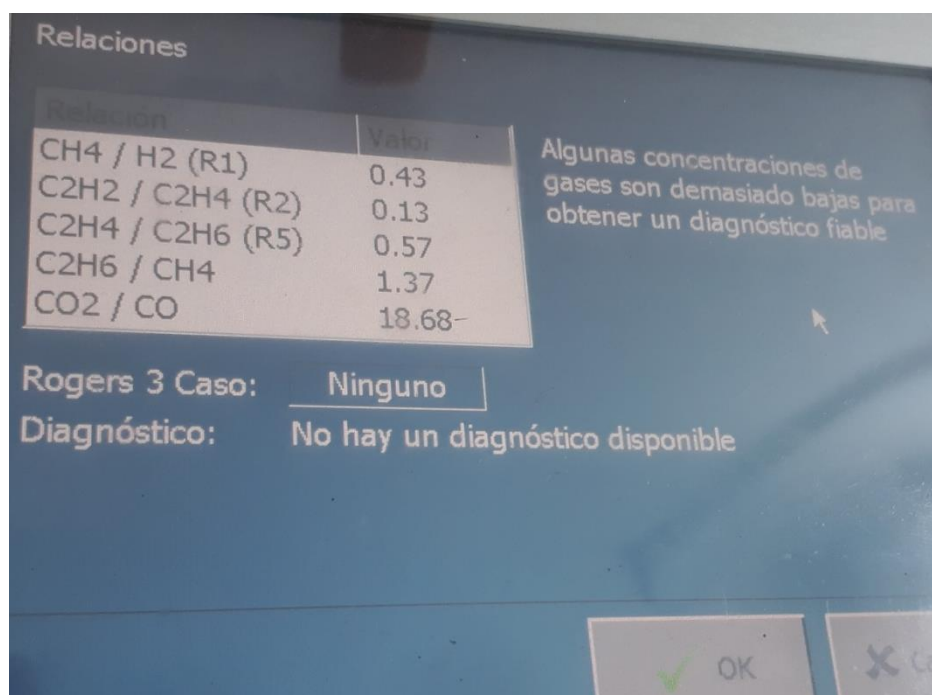


Figura 15. (Fuente Propia)

- Técnica de Michel Duval:

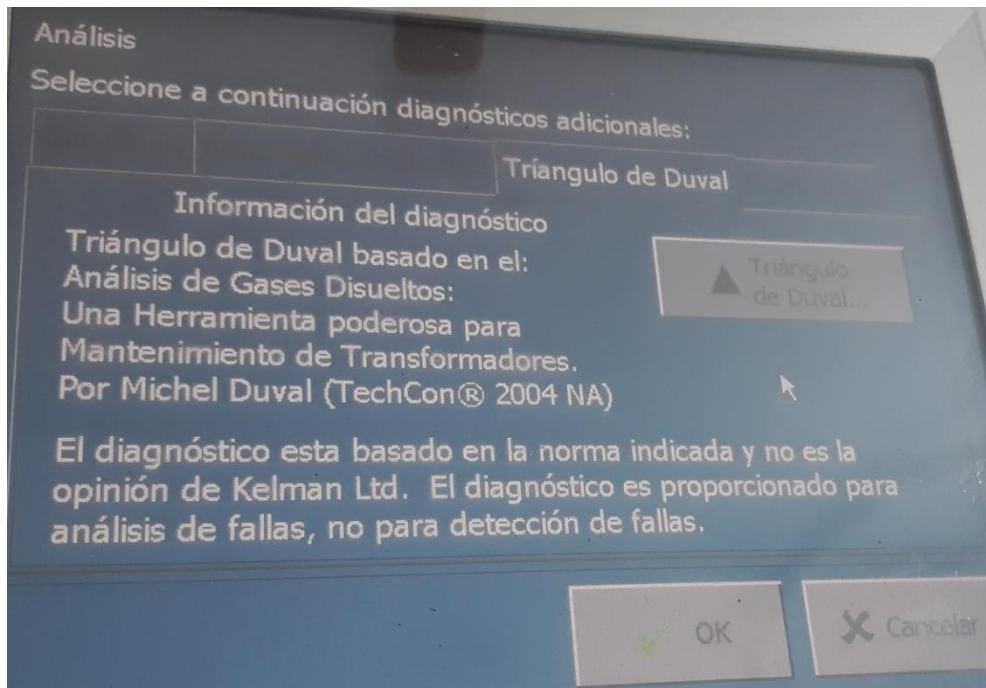


Figura 16. (Fuente Propia)

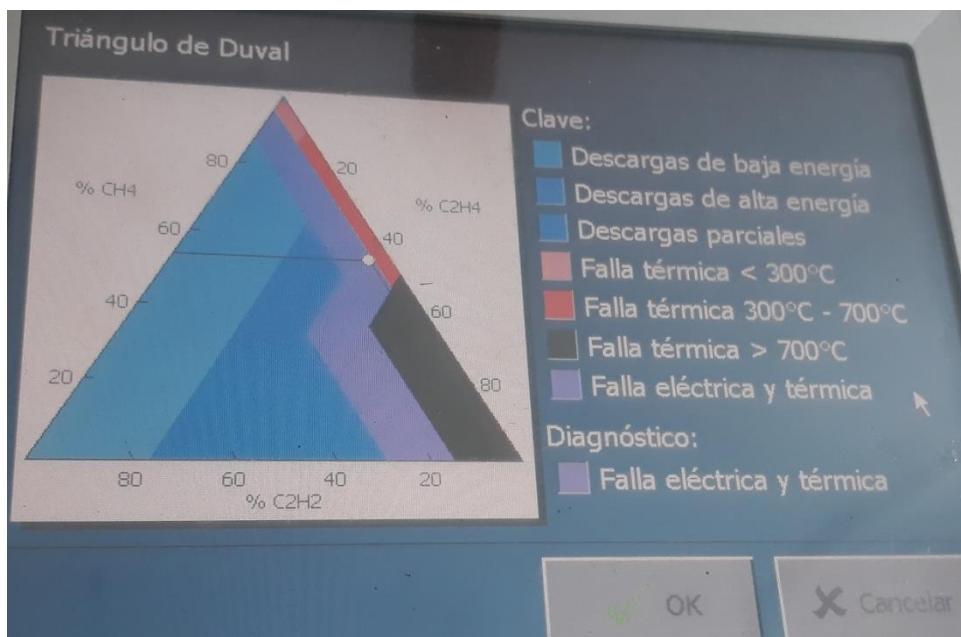


Figura 17. (Fuente Propia)

CONCLUSIONES:

- Aplicar la norma IEEE PC57.104 TM/D3 con respecto al estándar ASTM D3612, me permitió mediante el comportamiento de las concentraciones de los gases tener una idea si el transformador presenta un comportamiento térmico o eléctrico, siendo los gases obtenidos mediante la cromatografía: Hidrogeno, Metano, Etano, Etileno, Acetileno, Monóxido de carbono, Dióxido de carbono, Nitrógeno, Oxígeno.
- Los intervalos validos de la velocidad de generación de gases nos permite determinar cuánto puede o no generar por día cada uno de los elementos, los transformadores que están más expuestos al riesgo de falla en servicio son: etileno, acetileno, hidrogeno y metano son los gases mas sometidos a un diagnostico mientras que los gases de monóxido de carbono o dióxidos de carbono el riesgo de falla es prácticamente cero aun en grades cantidades.
- Cuando cualquiera de los 3 gases Etileno, Acetileno y metano están por encima de la condición 1 según la norma IEEE PC.104, a partir de esas concentraciones se procede a realizar el diagnostico mediante la técnica del triangulo de duval.
- Los mecanismos de formación de los gases dentro de un transformador son dos tipos de sustancias susceptibles a la degradación: El Aceite dieléctrico y el papel eléctrico. Los factores que influyen en este deterioro del sistema de aislamiento del transformador son elementos catalizadores como: La Humedad, El Oxígeno y El Calor que al estar estos combinados por las diferentes temperaturas de operación aceleran el deterioro.

ANEXO

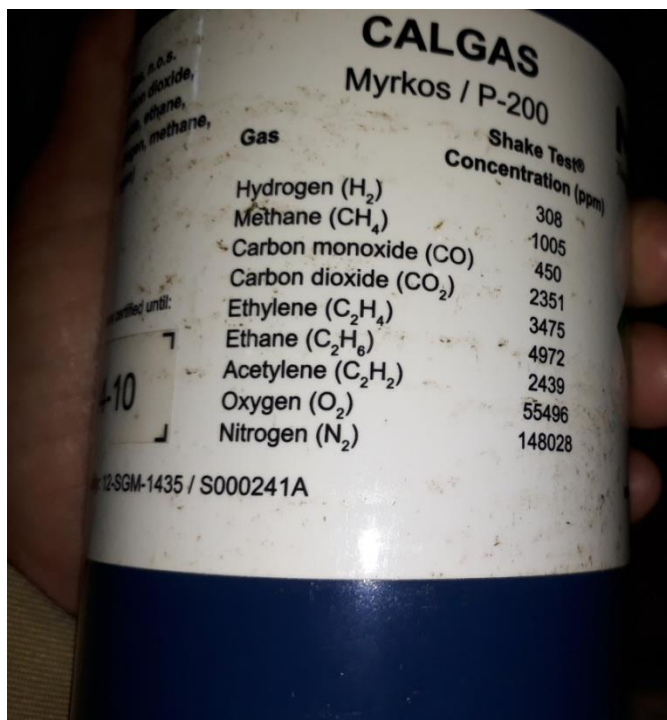
Protocolo de Pruebas de Transformadores																																				
Datos generales.					Fecha:																															
Cliente:																																				
Clave del equipo:					Localización:																															
					Orden de Trabajo:																															
Datos técnicos.																																				
Marca:					Potencia:																															
					Kva.																															
Número de fases:					Enfriamiento:																															
Serie:					Modelo:																															
Año de fabricación:					Tipo / Clase:																															
Tensión																																				
Alta: Voltios.					Baja: Voltios.																															
Conexión: Alta:					Baja:																															
Grupo de conexión:					Impedancia: % @ 3000 Kva																															
Regulación del Taps.																																				
1)					2)																															
3)					4)																															
5)																																				
Análisis de Gases Disueltos																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>Simbología</th> <th>Concentración ppm</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Hidrogeno</td> <td>H</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Metano</td> <td>CH₄</td> <td>358</td> </tr> <tr> <td>Monoxido de Carbono</td> <td>CO</td> <td>87</td> </tr> <tr> <td>Dioxido de Carbono</td> <td>CO₂</td> <td>177</td> </tr> <tr> <td>Etileno</td> <td>C₂H₄</td> <td>536</td> </tr> <tr> <td>Etano</td> <td>C₂H₆</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>Acetileno</td> <td>C₂H₂</td> <td>1820</td> </tr> <tr> <td>TDGC</td> <td></td> <td>2829</td> </tr> </tbody> </table>										Gas	Simbología	Concentración ppm	Hidrogeno	H		Metano	CH ₄	358	Monoxido de Carbono	CO	87	Dioxido de Carbono	CO ₂	177	Etileno	C ₂ H ₄	536	Etano	C ₂ H ₆	28	Acetileno	C ₂ H ₂	1820	TDGC		2829
Gas	Simbología	Concentración ppm																																		
Hidrogeno	H																																			
Metano	CH ₄	358																																		
Monoxido de Carbono	CO	87																																		
Dioxido de Carbono	CO ₂	177																																		
Etileno	C ₂ H ₄	536																																		
Etano	C ₂ H ₆	28																																		
Acetileno	C ₂ H ₂	1820																																		
TDGC		2829																																		
<div style="text-align: center;"> Concentración de Gases Disueltos </div> <table border="1"> <caption>Data for Concentration of Dissolved Gases</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>Concentration (ppm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>358</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>87</td> </tr> <tr> <td>CO₂</td> <td>177</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>536</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>1820</td> </tr> </tbody> </table>										Gas	Concentration (ppm)	H	0	CH ₄	358	CO	87	CO ₂	177	C ₂ H ₄	536	C ₂ H ₆	28	C ₂ H ₂	1820											
Gas	Concentration (ppm)																																			
H	0																																			
CH ₄	358																																			
CO	87																																			
CO ₂	177																																			
C ₂ H ₄	536																																			
C ₂ H ₆	28																																			
C ₂ H ₂	1820																																			



Acoples para la extracción de muestra



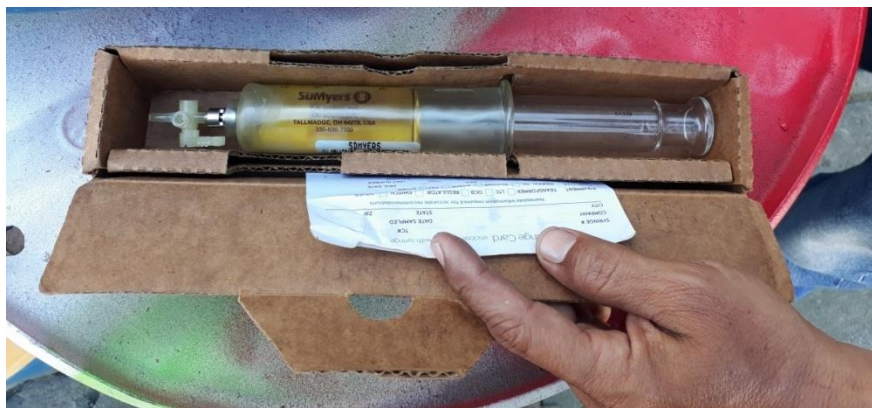
MORGAN SHAFFER - MYRKOS





“KELMAN - TRANSPORT X”





Bibliografía

Areu, D. O. (Agosto, 2016). *Curso Normativa de Transformadores*. Managua, Nicaragua: Universidad de Tecnología y Comercio.

Forestieri, J. N. (2004). *Guía para el Mantenimiento de Transformadores de Potencia*. Guayaquil-Ecuador: ESPOL.

Horning, M., Kelly, J., Myers, S., & Stebbins, R. (2005). *Guía de Mantenimiento de Transformadores*. Estados Unidos: Tercera Edición.

KELMAN. (16 de ENERO de 2019). *KELMAN*. Recuperado el 16 de ENERO de 2019, de KELMAN:
http://www.gegridsolutions.com/products/brochures/MD/spanish/Kelman%20TransportX%20GEA-17279A-ES_150806_R001_A4HR.pdf

MORGAN SCHAFFER. (16 de ENERO de 2019). *MORGAN SCHAFFER*. Recuperado el 16 de ENERO de 2019, de MORGAN SCHAFFER: <https://www.morganschaffer.com/page-comparison.html>

SCHAFFER, M. (16 de ENERO de 2019). *MORGAN SCHAFFER*. Recuperado el 16 de ENERO de 2019, de MORGAN SCHAFFER:
<https://www.morganschaffer.com/products.php?id=10>